

Утверждаю
Первый заместитель Генерального
директора - главный инженер
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»



В.И. Якунин

« 15.12.2010 » 2011 г.

Отчет о мониторинге сокращений выбросов парниковых газов

Версия 03

Период мониторинга: 01.01.2008 – 31.12.2010

проект Совместного Осуществления:

**«Модернизация технологических трубчатых печей
на предприятии ООО «ЛУКОЙЛ-
Пермнефтеоргсинтез»,
г. Пермь, Российская Федерация»**

Разработчик: ЗАО «Национальная организация поддержки проектов
поглощения углерода»

Генеральный директор:



Ю.Н. Фёдоров

г. Москва, 2011

Содержание

- А. Общая информация о проектной деятельности
- Б. Система мониторинга сокращений выбросов парниковых газов, достигнутых при реализации проекта, и расчетные формулы
- В. Процедуры по обеспечению и контролю качества
- Г. Расчет сокращений выбросов парниковых газов за период мониторинга
- Д. Отклонения и изменения в плане мониторинга

Приложения:

Приложение 1. Измерительное оборудование для температуры нагреваемых потоков и топлива

Приложение 2. Методика по расчету $b_{gf, i}^{m, j}$

Приложение 3. Измерительное оборудование для топлива (АВТ-4, печи П-1 и П-2)

Приложение 4. КПД печей до реконструкции

Приложение 5. Доля жидкого и газообразного топлива в каждой печи до реконструкции

РАЗДЕЛ А. Общая информация о проектной деятельности

А.1 Название проекта

Модернизация технологических трубчатых печей на предприятии ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», г.Пермь, Российская Федерация

А.2. Ссылка на проектную документацию

Версия 03 ПДД от 23-го июня 2009 года одобренная независимой экспертной организацией Bureau Veritas Certification, положительное заключение № Russia/0016-3/2009

А.3. Краткое описание проекта

Цель Проекта – модернизация оборудования на ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез». Реализация проекта приведет к сокращению выбросов парниковых газов и снижению нагрузки на окружающую среду.

Проект реализуется на производственных площадях ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» (дочернее предприятие ОАО «ЛУКОЙЛ»).

Проект стартовал 1 августа 2003 г. и предусматривает модернизацию 18 печей. Проектная деятельность приведет к следующим эффектам:

1. Снижение потребления высокоуглеродного топлива;
2. Сокращение выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ.

На основе оценки технических специалистов и результатов технологического тестирования были разработаны индивидуальные решения для каждой печи. Основными показателями, которым будут удовлетворять модернизированные печи, являются:

- Увеличение КПД печей вплоть до 91-92%;
- Применение отечественных материалов;
- Максимальная ремонтпригодность. Доступ для диагностирования и ремонта к любому элементу печи без разрушения корпуса и футеровки печного агрегата;
- Оснащенность приборами контроля за:
 - давлением и температурой нагреваемого продукта по каждому потоку печи;
 - температурой тепловых потоков по всему тракту печи;
- Использование современных горелочных устройств.

В отсутствие проектной деятельности было бы продолжено использование существующего оборудования. Таким образом, модернизация оборудования приводит к сокращению выбросов парниковых газов:

- 147 677 тонн CO₂-экв за период с 01.01.2008 по 31.12.2008
- 187 686 тонн CO₂-экв за период с 01.01.2009 по 31.12.2009
- 218 553 тонн CO₂-экв за период с 01.01.2010 по 31.12.2010.

Печи потребляют два вида топлива: жидкое и газообразное.

Жидкое топливо - результат перегонки нефти и представляет собой ее тяжелые фракции. Данный вид топлива удовлетворяет определению топочного мазута, которое дается в Руководящих принципах МГЭИК 2006: «В эту категорию включены тяжелые остаточные масла. Включает в себя все мазуты, в том числе, полученные путем смешивания. Кинематическая вязкость выше 0,1 см² при 80⁰С. Температура воспламенения всегда выше 50⁰С, плотность всегда более 0,90 кг/л.». Согласно измерениям теплотехнической

лаборатории низшая теплотворная способность жидкого топлива находится в диапазоне от 0,04147 ТДж до 0,04165 ТДж, этот же диапазон указан в Руководящих принципах МГЭИК 2006 Том 2, Энергия, таблица 1.2., стр. 1.18 для топочного мазута. Следовательно, коэффициент выбросов для жидкого топлива берется из данного документа и составляет 77.4 тонн CO₂/ТДж.

Газообразное топливо поступает на предприятие как топливный газ (подготавливается на самом предприятии) или как отбензиненный газ (с ООО «Пермнефтегазпереработка»). Топливный газ на ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» имел следующие характеристики при 20⁰С и давлении 101.325 кПа:

- 2008 год: плотность - 0.659 кг/м³ и низшая теплота сгорания - 8145 ккал/м³
- 2009 год: плотность - 0.693 кг/м³ и низшая теплота сгорания - 8445 ккал/м³
- 2010 год: плотность - 0.659 кг/м³ и низшая теплота сгорания - 8882 ккал/м³

Отбензиненный газ, поставляемый с предприятия «Пермнефтегазпереработка», имел следующие характеристики при 20⁰С и давлении 101.325 кПа:

- 2008 год: плотность - 0.9 кг/м³ и низшая теплота сгорания - 7766 ккал/м³
- 2009 год: плотность - 0.918 кг/м³ и низшая теплота сгорания - 8143 ккал/м³
- 2010 год: плотность - 0.91 кг/м³ и низшая теплота сгорания - 8103 ккал/м³.

Для каждой из разновидностей газообразного топлива рассчитывается свой коэффициент выбросов в зависимости от компонентного состава газа. Компонентный состав представляет собой смесь водорода, кислорода, азота и углеводородов, производных нефти.

А.4. Сроки реализации основных этапов проекта

Таблица А.1. График проведения модернизации печей

	Установка	Печь	Ввод в эксплуатацию
Реализованные мероприятия			
1.	35-20	П-101	20.10.2003
2.	24-7	П-2	30.12.2004
3.	АВТ-4	П-403	14.04.2005
4.	36-30	П-2Р	29.04.2005
5.	24-9	П-1	22.03.2008
6.	24-9	П-2	22.03.2008
7.	АВТ-4	П-1	16.04.2008
8.	АВТ-4	П-2	16.04.2008
9.	АВТ-5	П-3	25.07.2008
10.	37-40	П-3	30.07.2008
11.	24-6	П-1	22.05.2009
12.	37-10	П-2/3	26.03.2010
13.	АВТ-5	П-4	Объединены в АВТ-5 П-3
14.	АВТ-5	П-5	
Нереализованные мероприятия			
15.	24-7	П-3	01.01.2011
16.	АВТ-5	П-1	01.01.2012
17.	24-6	П-2	01.01.2012
18.	37-10	П-1	01.01.2012

Учитывая очередность ввода объектов в эксплуатацию, срок жизни Проекта составит 20 лет, т.е. с 01.08.2003 по 31.12.2022.

А.5. Период мониторинга

01.01.2008 г. - 31.12.2010 г

А.6. Объем сокращений выбросов парниковых газов за период мониторинга

Объем сокращений выбросов, рассчитанный на основании данных мониторинга составляет 553 916 тонн CO₂-эквивалента за 01.01.2008 г. - 31.12.2010 г

- 147 677 тонн CO₂-экв за период с 01.01.2008 по 31.12.2008
- 187 686 тонн CO₂-экв за период с 01.01.2009 по 31.12.2009
- 218 553 тонн CO₂-экв за период с 01.01.2010 по 31.12.2010.

Объем сокращений выбросов, указанный в проектно-технической документации (ПТД) проекта для аналогичного периода составляет 451 459 тонн CO₂-эквивалента:

- 112 280 тонн CO₂-эквивалента за период с 01.01.2008 по 31.12.2008
- 166 520 тонн CO₂-эквивалента за период с 01.01.2009 по 31.12.2009
- 172 659 тонн CO₂-эквивалента за период с 01.01.2010 по 31.12.2010.

Изменение количества ЕСВ является результатом пересмотра исходного Плана мониторинга. Детальное описание приведено в секции «Д. Отклонения и изменения в Плане мониторинга». Основные причины изменения количества ЕСВ:

- Корректировка доли жидкого топлива для каждой печи;
- Корректировка КПД печи в базовом сценарии;
- Ежемесячный расчет сокращений вместо годового расчета.

А.7. Информация о лице, ответственном за подготовку и представление отчета по мониторингу

Предоставление данных для подготовки отчета по мониторингу:

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»,
Россия, 614055, Пермский край, г. Пермь, Промышленная д. 84

Контактное лицо:

Жижин Николай Николаевич, ведущий специалист Отдела экологии

Тел. +7 (342) 220-25-70

Факс: +7 (342) 220-25-70

Подготовка отчета по мониторингу:

ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода»

Москва, 117105, Нагатинская ул., 1, стр. 1

Контактное лицо:

Бугдаева Аграфена Валерьевна

ведущий специалист Департамента развития проектов

Тел. +7 499 788 78 35 доб. 111

Согласование отчета по мониторингу:

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»

Россия, 614055, Пермский край, г. Пермь, Промышленная д. 84

Контактное лицо: Ходяшев Михаил Борисович, Главный эколог

Тел. +7 (342) 220-25-70

Факс: +7 (342) 220-25-70

Утверждение отчета по мониторингу:
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»
Россия, 614055, Пермский край, г. Пермь, Промышленная д. 84
Контактное лицо: Якунин Владимир Иванович,
Первый заместитель Генерального директора - главный инженер
Тел. +7 (342) 220-22-23
Факс: +7 (342) 220-22-23

РАЗДЕЛ Б. Система мониторинга сокращений выбросов парниковых газов, достигнутых при реализации проекта, и расчетные формулы

Б.1. Принципиальная схема проведения мониторинга по проекту

Выбросы парниковых газов в базовом сценарии и проекте рассчитываются на основе расхода топлива на каждой печи и коэффициента выбросов для топлива. Каждая установка оснащена измерительным оборудованием для потребляемого топлива и выделяемого тепла. Некоторые установки имеют в своем составе печи, входящие в проект, и печи, не входящие в проект. Каждая печь оборудована приборами учета расхода продукта на входе и выходе, температуры и давления потока / продукта. Есть две группы печей:

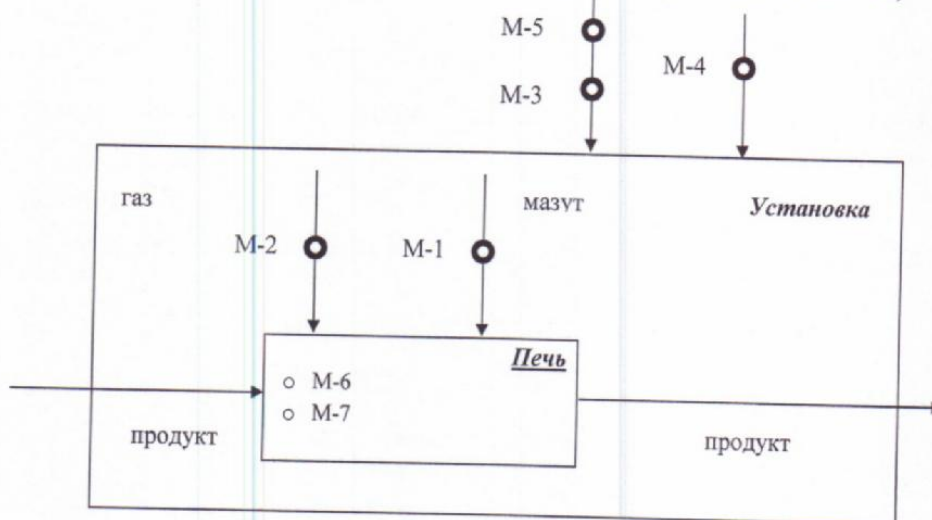
1. Печи, потребляющие газообразное и жидкое топливо и оснащенные приборами учета топлива (АВТ-4 печи П-1 и С-2)
2. Печи, потребляющие только газообразное топливо и не оснащенные ми учета топлива

В дальнейшем i - индекс печи и j - индекс установки.

Для расчета сокращений выбросов парниковых газов для печей из первой группы необходимо:

- Расход топлива для каждой печи;
- Время работы;
- Состав и NCV топлива;
- КПД печи.

Рисунок Б.1. Точки мониторинга для печей первой группы (АВТ-4, печи П-1 and П-2)

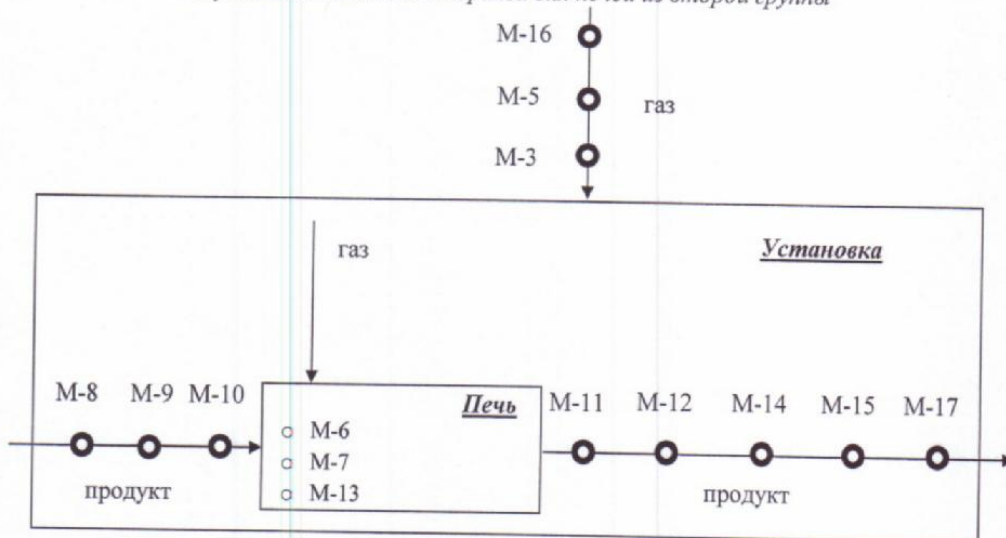


- М-1 - потребление мазута i -печью j -установки, т/мес, $FC_{i,j,lf}$
М-2 - потребление газа i -печью j -установки, т/мес, $FC_{i,j,gf}$
М-3 - состав газа, %, $\omega_{c,gf}$
М-4 - ТНЗ мазута, ТДж/т, NCV_{lf}
М-5 - ТНЗ газа, ТДж/т, NCV_{gf}
М-6 - время работы i -печи j -установки, часов в год, $T_{i,j}$
М-7 - КПД i -печи j -установки в Проекте, %, $\eta_{i,j,P}$

Для расчета сокращений выбросов парниковых газов для печей из второй группы необходимо:

- Расход топлива каждой печью;
- Время работы;
- ТНЗ топлива;
- КПД печи;
- Расход продукта в печь;
- Температура продукта на входе;
- Плотность продукта в i -печи j -установки;
- Доля отгона на выходе для i -печи j -установки;
- Плотность паров отгона в i -печи j -установки;
- Коэффициент избытка воздуха за котлом для i -печи j -установки;
- Температура отходящих газов для i -печи j -установки;
- Температура на выходе из i -печи j -установки;
- Тепло брутто от i -печи j -установки.

Рисунок Б.2. Точки мониторинга для печей из второй группы



- M-3 - состав газа, %, $\omega_{c, gf}$
- M-5 - ТНЗ газа, ТДж/т, NCV_{gf}
- M-6 - время работы i -печи j -установки, часов в год, $T_{i, j}$
- M-7 - КПД i -печи j -установки в проекте, %, $\eta_{i, j, PJ}$
- M-8 - расход продукта в i -печь j -установки, кг в час, $G_{i, j}$
- M-9 - температура продукта на входе в i -печь j -установки, °C, $T_{input, i, j}$
- M-10 - плотность потока i -печи j -установки, кг / м³, $\rho_{i, j}$
- M-11 - Доля отгона на выходе для i -печи j -установки, $e_{dist. fr., i, j}$
- M-12 - Плотность паров отгона в i -печи j -установки, кг/м³, $\rho_{dist. fr., i, j}$
- M-13 - Коэффициент избытка воздуха за котлом для i -печи j -установки, $\alpha_{i, j}$
- M-14 - Температура отходящих газов для i -печи j -установки, °C, $T_{fume, i, j}$
- M-15 - Температура на выходе из i -печи j -установки, °C, $T_{output, i, j}$
- M-16 - расход газа на j -установку, т/мес, $FC_{i, j, gf}$
- M-17 - потери тепла с отходящими газами, %, $L_{i, j, fume}$

Необходимо учитывать, что печь П-3 установки АВТ-5 – это новая печь. Она включает в себя П-4 и П-5. Эти печи до реконструкции давали тепло: П-4 для К-4, П-5 для К-9, К-10.

В соответствии с планом мониторинга выбросов парниковых газов рассчитывается исходя из расхода топлива и COEF. COEF для газообразного топлива рассчитывается ежемесячно на основе ежедневных данных измерений в точке М-3 «Состав газообразного топлива, %, $\omega_{\text{carbon, gf}}$ ». Форма для данных представлена в таблице В.1.

Данные в точке М-3 - состав газообразного топлива в объемных единицах. Для преобразования в единицы массы используется алгоритм, представленный в файле «ПНОС мониторинг.xls» (листы "газ" и "Газ ПНГП", колонки АЕ-АР).

$$EF_{\text{CO}_2, \text{gf}} = \omega_{\text{C, gf}} * 44/12/100\% \quad (1.1.1.)$$

где:

- $EF_{\text{CO}_2, \text{gf}}$ - COEF для газового топлива, т CO₂ / т
- $\omega_{\text{C, gf}}$ - массовое содержание углерода в топливе, %
- 44/12 - отношение диоксида углерода и углерода

Таблица В.1. Расчет COEF для газового топлива

	Массовая доля компонента в топливе, %	Атомная масса углерода, г/моль	Количество атомов углерода	Молекулярная масса, г/моль	Массовая доля углерода в топливе, % $2*3*4/5$	Отношение диоксида углерода и углерода	COEF, т CO ₂ / т
1	2	3	4	5	6	7	8
H ₂ S		12,011	-	34,082	-	44/12 or 3,6667	
H ₂		12,011	-	2,016	-		
N ₂		12,011	-	28,013	-		
CH ₄		12,011	1	16,042			
C ₂ H ₆		12,011	2	30,069			
C ₂ H ₄		12,011	2	28,053			
C ₃ H ₈		12,011	3	44,096			
C ₃ H ₆		12,011	3	42,080			
iC ₄ H ₁₀		12,011	4	58,122			
C ₄ H ₁₀		12,011	4	58,122			
C ₄ H ₈		12,011	4	56,106			
C ₅ H ₁₂		12,011	5	72,149			
C ₅ и выше		12,011	5	72,149			
					*сумма		

М-3 обеспечивает ежедневную информацию о составе газообразного топлива. Эти данные усредняются до среднемесячного значения для расчета ЕСВ. Время съема данных в соответствии с внутренним регламентом - 7.00 и 13.00. Ежемесячный коэффициент выбросов может быть принят равным среднему, максимальному или минимальному значению в соответствующем месяце. Это изменение имеет незначительное влияние на расчет сокращения выбросов в связи с тем, что коэффициент выбросов парниковых газов (COEF) используется в проектом и базовом сценарии:

- Максимальный COEF - 577 436 т CO₂ на 3 года 2008-2010
- Минимальный COEF - 553 916 т CO₂ на 3 года 2008-2010
- Средний COEF - 568 351 т CO₂ за 3 года 2008-2010

Более консервативно применять минимальный коэффициент выбросов. Это минимальное значение содержания углерода в соответствующем месяце будет использоваться в соответствии с принципом консервативности.

Для проектного сценария:

- Рабочие параметры и ссылки ежегодно вносят в форму в соответствующие ячейки – часовой расход топлива, КПД печи после реконструкции, ТНЗ топлива, коэффициент выбросов для газообразного топлива, время работы печи.
- Результаты расчетов – это тепло, подведенное «продукту»/«потоку» за час, годовой расход топлива, выбросы парниковых газов.
- Постоянные величины – коэффициент выбросов для жидкого топлива.

Таблица Б.2. Расчетная таблица для проектного сценария

Установка j	Показатели	Обозначения	Ед. изм	год
Печь i	Количество тепла для переработки	$Q_{i, netto}$	ТДж/ч	
	Часовой расход жидкого топлива	$FC_{i, lf}$	тонн/час	
	Часовой расход газообразного топлива	$FC_{i, gf}$	тонн/час	
	КПД	$\eta_{i, PJ}$	%	
	ТНЗ газа	NCV_{gf}	ТДж/т	
	ТНЗ жидкого топлива	NCV_{lf}	ТДж/т	
	Расход жидкого топлива	$FC_{i, lf, y}$	тонн/год	
	Расход газообразного топлива	$FC_{i, gf, y}$	тонн/год	
	Коэффициент выбросов для жидкого топлива	$EF_{CO_2, lf}$	тCO ₂ /ТДж	
	Коэффициент выбросов для газообразного топлива	$EF_{CO_2, gf}$	тCO ₂ /тонна	
	Часы работы в год	T_i	Часы	
	Выбросы от сжигания жидкого топлива	$PE_{i, lf}$	тCO ₂ /год	
	Выбросы от сжигания газа	$PE_{i, gf}$	тCO ₂ /год	
	Суммарные выбросы		PE_i	тCO₂/год

Для исходных условий:

- Рабочие параметры и ссылки ежегодно вносят в форму в соответствующие ячейки – количества тепла, подведенное «продукту»/«потоку», ТНЗ топлива, коэффициент выбросов для газообразного топлива, время работы печи.
- Результаты расчетов – это часовой расход топлива, количество тепла от сжигания топлива, выбросы парниковых газов.
- Постоянные величины – коэффициент выбросов для жидкого топлива¹, доля жидкого топлива и доля газообразного топлива.

¹ См. раздел А.3.

Таблица Б.3. Расчетная таблица для исходных условий

Установка j	Показатели	Обозначения	Ед. изм.	2008
Печь i	Количество тепла для переработки	$Q_{i, \text{netto}}$	ТДж/ч	
	Часовой расход жидкого топлива	$FC_{i, \text{lf}, \text{BL}}$	тонн/час	
	Часовой расход газообразного топлива	$FC_{i, \text{gf}, \text{BL}}$	тонн/час	
	КПД	$\eta_{i, \text{BL}}$	%	
	ТНЗ газа	NCV_{gf}	ТДж/т	
	ТНЗ жидкого топлива	NCV_{lf}	ТДж/т	
	Количество тепла от сжигания топлива	$Q_{i, \text{brutto}}$	ТДж/ч	
	Доля газообразного топлива в печи	$\Phi_{i, \text{gf}}$		
	Доля жидкого топлива в печи	$\Phi_{i, \text{lf}}$		
	Коэффициент выбросов для жидкого топлива	$EF_{\text{CO}_2, \text{lf}}$	тCO ₂ /ТДж	
	Коэффициент выбросов для газообразного топлива	$EF_{\text{CO}_2, \text{gf}}$	тCO ₂ /тонна	
	Часы работы в год	T_i	Часы	
	Выбросы от сжигания жидкого топлива	$BE_{i, \text{lf}}$	тCO ₂ /год	
	Выбросы от сжигания газа	$BE_{i, \text{gf}}$	тCO ₂ /год	
	Суммарные выбросы	BE_i	тCO₂/год	

Б.1.1.1. Опция 1 – Мониторинг выбросов по проектному сценарию и по исходным условиям:

Б.1.1.1. Собранные данные для контроля выбросов по проекту и порядок хранения этих данных:									
Идентификационный номер (Показателя, используемые номера с целью облегчения использования перекрестных ссылок)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/на бумажном носителе)	Комментарии	
Данные и параметры, измеряемые в течение кредитного периода									
M-16	Потребление газа J-установкой, FC, J, gf	Измерительный комплекс См. Приложение 1	т/мес	и	ежесмесячно	100%	Эл.		
M-3	Состав газа, $\omega_{c, gf}$	хроматограф TRACE GC-2000	%	и	ежедневно	100%	эл.	Отчет испытательной лаборатории №2 ²	
M-4	ТНЗ жидкого топлива, NCV If	калориметр В-08МА	ТДж/т	и	ежедневно	100%	Бум.	Отчет испытательной лаборатории №3	
M-5	ТНЗ газа, NCV gf	хроматограф TRACE GC-2000	ТДж/т	и	ежедневно	100%	Бум.	Отчет испытательной лаборатории №2 ³	
M-1	Потребление жидкого топлива i-печью J-установки, FC i, J, If	Измерительный комплекс. См. Приложение 3. Измерительный комплекс для топлива (АВТ-4, печи П-1 и П-2)	т/мес	и	непрерывно	100%	Бум.		
M-2	Потребление газового топлива i-печью j-установки,	Измерительный комплекс. См. Приложение 3. Измерительный комплекс для	т/мес	и	непрерывно	100%	Эл.	PI-System	

² Аттестат RU.0001.511707 of 20.06.2005

³ Аттестат RU.0001.511707 of 20.06.2005

- $PE_{i,j}$ - Выбросы парниковых газов в проекте от i -печи j -установки в m -месяце, т CO_2 / мес
 $PE_{if,ij}$ - Выбросы парниковых газов в проекте от i -печи j -установки в m -месяце от жидкого топлива, т CO_2 /мес⁴
 $PE_{gf,ij}$ - Выбросы парниковых газов в проекте от i -печи j -установки в m -месяце от газового топлива, т CO_2 /мес

Выбросы парниковых газов в проекте от газового топлива

1.1.

$$PE_{gf,i,j} = FC_{gf,i,j,PJ} * T_i * EF_{CO_2,gf}$$

где

- $PE_{gf,ij}$ - выбросы парниковых газов в проекте для i -печи j -установки от газового топлива, т CO_2 /мес
 $FC_{gf,ij,PJ}$ - потребление газа i -печью j -установки по проекту, т/час⁵
 T_i - время работы i -печи j -установки, ч/мес
 $EF_{CO_2,gf}$ - коэффициент выбросов парниковых газов от газового топлива, т CO_2 /т

1.1.1.

$$EF_{CO_2,gf} = \omega_{carbon,gf} * 44/12 / 100\%$$

где

- $EF_{CO_2,gf}$ - коэффициент выбросов парниковых газов для газового топлива, т CO_2 per t
 $\omega_{C,gf}$ - массовое содержание углерода в топливе⁶, %
 44/12 - отношение атомной массы диоксида углерода и углерода

Месячное потребление топлива для каждой печи ($FC_{gf,ij,PJ}$) определяется разными способами для печей первой и второй группы.

Печи из первой группы (печи П-1,2 установки АВТ-4) оборудованы приборами учета топлива, включенными в АСУ ТП. Поэтому месячное потребление топлива для этих печей доступно в электронной базе данных.

Печи из второй группы оборудованы приборами учета для расхода продукта, температуры продукта на входе и выходе, плотности продукта и КПД печи. Эти параметры используются для внутреннего контроля технологического режима. Контроль осуществляется теплотехнической лабораторией дважды в месяц, а отчет формируется один раз в месяц и включает в себя расчетное потребление газа i -печью j -установки в m -месяце ($b_{gf,i}^{m_j}$, где gf – газ, i – печь, j – установка, m – месяц). План мониторинга включает этот параметр для определения доли каждой печи.

⁴ Выбросы парниковых газов от жидкого топлива рассчитаны только для печей П-1,2 установки АВТ-4

⁵ Потребление газа печами П-1,2 установки АВТ-4 измеряется

⁶ Массовое содержание углерода в топливе это массовое содержание компонента в топливе, умноженное на атомную массу и количество атомов углерода, деленное на молекулярную массу компонента

1.1.2.1

$$FC_{gf, i, j, P, m} = FC_{gf, j} * b_i^{mj} / \sum b_i^{m, j}$$

где

- $FC_{gf, i, j, P, m}$ - потребление газа i-печью j-установки в m-месяце, т
- $FC_{gf, i, j}$ - потребление газа j-установкой в m-месяце, т
- $b_{gf, i}^{mj}$ - расчетное потребление газа i-печью j-установки в m-месяце, кг/ч
- $\sum b_i^{m, j}$ - общее расчетное потребление газа j-установкой в m-месяце, кг/ч

Расчетное потребление газа i-печью j-установки в m-месяце (b_i^{mj}) определяется при внутреннем контроле технологического режима. Измеряемые данные в таблице Б.1.1.1. Расчетное потребление газа i-печью j-установки в m-месяце (b_i^{mj}) рассчитывается по меньшей мере один раз в месяц (один раз в 31 день плюс-минус 5 дней) по «плавающему графику». Обычно внутренний контроль выполняется два раза в месяц. Точная дата зависит от:

- Изменение технологического режима (внутренний контроль необходим при смене режима независимо от даты последнего контроля)
- ремонт (внутренний контроль не выполняется)
- климатические условия (в некоторые месяцы внешняя температура намного ниже, чем это требуется для работы прибора, в этом случае месяц пропускается).

Детальное описание и пример в Приложении 2. Методика по расчету $b_i^{m, j}$

Руководство по критериям установления базовой линии и мониторинга содержит требования для обозначения переменных. Поэтому, если переменные отличаются, то они продублированы обозначением, принятым ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез».

1.1.2.1.1

$$b_i^{mj} = Q_{\text{полез } i, j}^P / Q_{\text{н } i, j}^P * \eta_{i, j}$$

где

- b_i^{mj} - расчетное потребление газа i-печью j-установки в m-месяце, кг/ч
- $Q_{\text{полез } i, j}^P$ - useful heat i-печи j-установки, ккал/ч
- $Q_{\text{н } i, j}^P$ or NCV - ТНЗ топлива, ккал/кг
- $\eta_{i, j}$ - КПД i-печи j-установки, %

Расчетное потребление газа определяется по параметрам, измеряемым отдельно для каждой печи (продукт в печь, доля паров отгонки, энтальпия продукта на входе и выходе в жидкой фазе и на выходе в паровой фазе, плотность продукта, α , температура отходящих газов). В случае, если установка включает в себя «не котельные» печи с двумя топливами, этот факт учтен в понятии «полезное тепло». Это возможно

по мнемосхемам. Это значение доступно при внутреннем контроле, не может быть сохранено в PI-system⁷ из-за большого объема данных и ограниченного объема PI-system.

b_i^{mj} используется только как фактор распределения потребленного установкой газа между печами.

1.1.2.1.1.1

$$Q_{useful\ i,j} = G_p * (e * J_{output}^p + (1 - e) * J_{output}^{liquid}) \text{ ккал/ч}$$

где:

- G_p от $G_{i,j}$ - продукт в печь, кг/ч;
- e от $e_{dist\ fr.\ i,j}$ - доля паров отгонки;

Энтальпия продукта на входе и выходе в жидкой фазе и на выходе в паровой фазе определяется по методике⁸;

$$J_{input}^{liquid} = \left(\frac{0,403 \cdot T_{input} + 0,000405 \cdot T_{input}^2}{\sqrt{0,9952 \cdot \rho_4^{20} + 0,00806}} \right)$$

J_{output}^{liquid} от J_{output} - энтальпия продукта на выходе в жидкой фазе, ккал/кг

$$J_{output}^{liquid} = \left(\frac{0,403 \cdot T_{output} + 0,000405 \cdot T_{output}^2}{\sqrt{0,9952 \cdot \rho_4^{20} + 0,00806}} \right)$$

ρ_4^{20} от $\rho_{i,j}$ - плотность продукта;

J_{output}^p от J_{output} - энтальпия продукта на выходе в паровой фазе, ккал/кг;

$$J_{output}^p = (50,2 + 0,109 \cdot T_{output} + 0,00014 \cdot T_{output}^2) \cdot (3,992 - 0,9952 \cdot \rho_4^{20}) - 73,8; \text{ ккал/кг}$$

1.1.2.1.1.2

$$\eta_{i,j} = 100 - (q_1 + q_2)$$

$\eta_{i,j}$ от $\eta_{i,j}$ - КПД i-печи j-установки, %

q_1 от L_{flame} - потери тепла в атмосферу с поверхности печи, % (5% для новых печей);

q_2 от L_{fume} - потери тепла с дымовыми газами, %;

⁷ PI-system – система контроля

⁸ Гусейнов Д., Слектор Ш., Вайнер Л.. Технологические расчеты нефтехимических процессов. «Химия», Москва, 1964, стр.20

$$q_2 = \frac{Q_{\text{угл}}}{Q_{\text{н}}} * 100\%$$

где:

$Q_{\text{н}}$ от $NCV_{\text{гф}}$ - ТНЗ газа, ккал/кг;

$Q_{\text{угл}}$ от L_{flame} - потери тепла с дымовыми газами, определяются по диаграмме ($\alpha, J, T_{\text{flame}}$)⁹

Выбросы парниковых газов в проекте от жидкого топлива

1.2.

$$PE_{\text{г, i, j}} = \sum PE_{\text{г, i, j, m}} = \sum (FC_{\text{г, i, j}} * T_i * NCV_{\text{г}} * EF_{\text{CO}_2, \text{г}})$$

где

- $PE_{\text{г, i, j}}$ - Выбросы парниковых газов в проекте для i-печи j-установки от жидкого топлива, т CO₂/год
- $PE_{\text{г, i, j, m}}$ - Выбросы парниковых газов в проекте для i-печи j-установки от жидкого топлива в m-месяце, т CO₂/мес
- $FC_{\text{г, i, j}}$ - потребление жидкого топлива для i-печи j-установки, т/мес¹⁰
- T_i - время работы i-печи j-установки, ч/мес
- $NCV_{\text{г}}$ - ТНЗ жидкого топлива, ТДж/т
- $EF_{\text{CO}_2, \text{г}}$ - Коэффициент выбросов парниковых газов для жидкого топлива, 77.4 т CO₂/ТДж¹¹

⁹ ТП.01.88. стр.35

¹⁰ Жидкое топливо потребляется только на АВТ-4, печи П-1,2. Эти печи оснащены приборами учета топлива

¹¹ ТНЗ жидкого топлива 0,04147 – 0,04165 ТДж/т соответствует описанию в Руководстве 2006 (том 2. Энергия, Таблица 1.2., стр. 1.18)

Б.1.1.3. Данные, необходимые для определения исходных условий антропогенных выбросов парниковых газов от источников в рамках проекта, порядок сбора и хранения этих данных:								
Идентификационный номер (Пожаруйста, използуйте номера с целю облекчания използвания перекрестных ссылок)	Переменные данные	Источник данных	Единица данных	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/на бумажном носителе)	Комментарии
Данные и параметры, измеряемые в течение кредитного периода								
M-16	потребление газа j-установкой, FC j, gf	Измерительный комплекс См. Приложение 1	т/час	и	Непрерывно	100%		
M-4	ТНЗ жидкого топлива, NCV If	Отчет теплотехнической лаборатории	ТДж/т	и	ежедневно	100%	бум.	
M-5	ТНЗ газового топлива, NCV gf	Отчет теплотехнической лаборатории	ТДж/т	и	ежедневно	100%		
M-1	потребление жидкого топлива i-печью j-установки, FC i, j, If	Измерительный комплекс. См. Приложение 3. Измерительный комплекс for fuel (ABT-4, печи П-1 и П-2)	т/час	п	Ежемесячно	100%	бум.	Только печи П-1,2 установки АВТ-4
M-2	Потребление газового топлива i-печью j-установки, FC i, j, gf	Измерительный комплекс. См. Приложение 3. Отчет теплотехнической лаборатории	т/час	и	Непрерывно	100%	эл.	PI-System
M-6	Время работы i-печи j-установки, Ti, j	Отчет «Время работы установок»	ч/год	и	Ежемесячно	100%	бум.	диспетчерская

М-8	расход продукта в i-печи j-установки, G i, j	Измерительный комплекс См. Приложение 1	нм ³ /ч	и		Непрерывно	100%	эл.	АСУ ТП
М-9	температура продукта на входе для i-печи j-установки, T input, i, j		°C	и		Непрерывно	100%		
М-15	температура продукта на выходе для i-печи j-установки, T output, i, j		°C	и		Непрерывно	100%		
М-14	Температура отходящих дымовых газов для i-печи j-установки, T flume, i, j	газоанализатор DAG-16 DAG-500	°C	и		Два раза в месяц	100%	Бум.	Теплотехническая лаборатория
М-10	Плотность потока в i-печи j-установки, ρ i, j	Плотномер DE-40, нефтяной ареометр	кг/м ³	и		Один раз при смене режима	100%	Бум.	Отчет ОИЦ
М-11	Доля паров отгона для i-печи j-установки, e dist. fr., i, j	Математизирование при помощи PRO II	-	и		Один раз при смене режима	100%	Эл.	Отчет ОИЦ
М-12	Плотность паров отгона для i-печи j-установки, ρ dist.fr., i, j	Математизирование при помощи PRO II	кг/м ³	и		Один раз при смене режима	100%	Эл.	Отчет ОИЦ
М-13	Коэффициент избытка воздуха для i-печи j-установки, α i, j	Газоанализатор DAG-16 DAG-500	-	и		Два раза в месяц	100%	Бум.	Теплотехническая лаборатория
М-7	КПД i-печи j-установки по проекту, η i, j	Отчет теплотехнической лаборатории	%	п		Ежемесячно	100%	бум.	

М-3	Состав газа, $\omega_{\text{с,г}}$	хроматограф TRACE GC-2000	%		и	ежедневно	100%	зл.	Отчет испытательной лаборатории №2
М-17	Потери тепла с отходящими газами, L _{flue}	ТП.01.88.	%	0	0	Один раз	100%	Бум.	Диаграмма на стр.18
Данные и параметры, не измеряемые в течение кредитного периода и определяемые один раз при детерминации (и зафиксированные на весь кредитный период). Доступны при детерминации ПДД									
	Потери тепла с поверхности печи, L _{fluepase}	Паспорт на печь	%	0	0	Один раз	100%	Бум.	1-5%
	Коэффициент выбросов CO ₂ для жидкого топлива, EF _{CO₂,fl}	Руководство МГЭИК по инвентаризации, 2006	Кг/ТДж	0	0	Один раз	100%	бум.	том 2, глава 2, табл 2.2
	Доля жидкого топлива, K _{i,1,fl,fl}	Информация от ПНОС ¹³		0	0	Один раз	100%	бум.	
	Доля газового топлива K _{i,1,fl,fl}			0	0	Один раз	100%	бум.	
	КПД i-печи j-установки, $\eta_{i,j,fl}$	Информация от ПНОС ¹⁴	%	0	0	Один раз	100%	бум.	

Б.1.1.4. Описание формул, используемых для оценки выбросов при исходных условиях (для каждого газа, источника и т.п.; в тоннах CO₂ эквивалента):

3. Общие выбросы парниковых газов

$$BE = \sum BE_{i,j,m} = \sum (BE_{if} + BE_{igf})$$

где

¹² Аттестат RU.0001.511707 of 20.06.2005

¹³ См. Приложение 5.

¹⁴ См. Приложение 4.

- BE - Выбросы парниковых газов в исходных условиях, т CO₂/год
 BE_{i,j,m} - Выбросы парниковых газов в исходных условиях от i-печи j-установки в m-месяце, т CO₂/мес
 BE_{i,j,lf} - Выбросы парниковых газов в исходных условиях от i-печи j-установки от жидкого топлива, т CO₂/мес
 BE_{i,j,gf} - Выбросы парниковых газов в исходных условиях от i-печи j-установки от газового топлива, т CO₂/мес

Выбросы парниковых газов от жидкого топлива

$$3.1.1. \quad BE_{i,j,lf} = FC_{i,j,lf,VL} * NCV_{lf} * T_{i,j} * EF_{CO_2,lf}$$

где

- BE_{i,j,lf} - Выбросы парниковых газов от жидкого топлива i-печью j-установки, т CO₂/мес
 FC_{i,j,lf,VL} - удельное потребление жидкого топлива i-печью j-установки, т/час. Рассчитывается по формуле 3.1.1.1.
 NCV_{lf} - ТНЗ жидкого топлива, ТДж/т
 T_{i,j} - время работы i-печи j-установки, ч/мес
 EF_{CO₂,lf} - Коэффициент выбросов парниковых газов от жидкого топлива, 77.4 т CO₂/ТДж

$$3.1.1.1. \quad FC_{i,j,lf,VL} = Q_{i,j,gross} * K_{i,j,lf,VL} / NCV_{lf}$$

где

- FC_{i,j,lf,VL} - удельное потребление жидкого топлива i-печью j-установки, т/час
 Q_{i,j,gross} - тепло брутто от i-печи j-установки, ТДж/ч
 K_{i,j,lf,VL} - доля жидкого топлива для i-печи j-установки
 NCV_{lf} - ТНЗ жидкого топлива, ТДж/т

3.1.1.1

$$Q_{i,j,gross} = Q_{i,j,net} / \eta_{i,j,VL} / 100$$

где

- Q_{i,j,gross} - тепло брутто i-печи j-установки, ТДж/ч
 Q_{i,j,net} - тепло нетто i-печи j-установки, ТДж/ч
 η_{i,j,VL} - КПД i-печи j-установки, %.

3.1.1.1.1

По нижеприведенной формуле считается тепло нетто для i-печи j-установки. Тепло нетто – константа для обоих сценариев.

$$Q_{i,j,net} = (FC_{i,j,lf,PJ} * NCV_{lf} + FC_{i,j,gf,PJ} * NCV_{gf}) * \eta_{i,j,PJ} / 100$$

где

- Q_{i,j,net} - тепло нетто от i-печи j-установки, ТДж/ч
 FC_{i,j,lf} - удельное потребление жидкого топлива i-печью j-установки, т/час

- NCV_{if} - ТНЗ жидкого топлива, ТДж/т
 $FC_{i,j,gf}$ - удельное потребление газового топлива i-печью j-установки, т/час
 NCV_{gf} - ТНЗ газового топлива, ТДж/т
 $\eta_{i,j,PJ}$ - КПД i-печи j-установки в проекте, %

Выбросы парниковых газов от потребления газового топлива

$$BE_{i,j,gf} = FC_{i,j,gf,BL} * NCV_{gf} * T_{i,j} * EF_{CO2,gf}$$

где

- $BE_{i,j,gf}$ - Выбросы парниковых газов в проекте от i-печи j-установки от газового топлива, т CO₂/мес
 $FC_{i,j,gf,BL}$ - потребление газового топлива для i-печи j-установки, т/час.
 NCV_{gf} - ТНЗ газового топлива, ТДж/т
 $T_{i,j}$ - время работы i-печи j-установки, ч/год
 $EF_{CO2,gf}$ - Коэффициент выбросов парниковых газов для газового топлива, т CO₂/ТДж

3.2.1.

$$FC_{i,j,gf,BL} = Q_{i,j,gross} * K_{i,j,gf,BL} / NCV_{gf}$$

где

- $FC_{i,j,gf,BL}$ - удельное потребление газового топлива для i-печи j-установки, т/час
 $Q_{i,j,gross}$ - тепло брутто i-печи j-установки, ТДж/ч
 $K_{i,j,gf,BL}$ - доля газового топлива для i-печи j-установки.
 NCV_{gf} - ТНЗ газового топлива, ТДж/т

3.2.1.1

$$Q_{i,j,gross} = Q_{i,j,net} / \eta_{i,j,BL} / 100$$

где

- $Q_{i,j,gross}$ - тепло брутто i-печи j-установки, ТДж/ч
 $Q_{i,j,net}$ - тепло нетто для i-печи j-установки, ТДж/ч
 $\eta_{i,j,BL}$ - КПД i-печи j-установки, %

3.2.1.1.1

По нижеприведенной формуле считается тепло нетто для i-печи j-установки. Тепло нетто – константа для обоих сценариев.

$$Q_{i,j,net} = (FC_{i,j,gf,PJ} * NCV_{gf} + FC_{i,j,gf,PJ} * NCV_{gf}) * \eta_{i,j,PJ} / 100$$

где

25

- $Q_{i,j,net}$ - тепло нетто от i-печи j-установки, ТДж/ч
 $FC_{i,j,lf}$ - удельное потребление жидкого топлива для i-печи j-установки в проекте, т/час
 NCV_{lf} - ТНЗ жидкого топлива, ТДж/т
 $FC_{i,j,gf}$ - удельное потребление газового топлива i-печью j-установки в проекте, т/час
 NCV_{gf} - ТНЗ газового топлива, ТДж/т
 $\eta_{i,j,fl}$ - КПД для i-печи j-установки в проекте, %

Б.1.2. Опция 2 – Прямой мониторинг сокращений:

Не применимо.

Б.1.2.1. Данные, необходимые для мониторинга сокращений, и как эти данные хранятся:

Идентификационный номер (Пожариста, используйте номера с целью облегчения использования перекрестных ссылок)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/на бумажном носителе)	Комментарии

Не применимо

Б.1.2.2. Описание формул для расчета сокращений по проекту (для каждого газа, источника и т.д. в CO₂-э):

Не применимо

Б.1.3. Порядок проведения учета утечек в плане мониторинга:

Не применимо

Б.1.3.1. Там, где применимо, пожалуйста, опишите данные и род информации, которые будут собираться для осуществления мониторинга эффекта утечек по проекту:

Идентификационный номер (Пожариста)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и)	Частота проведения	Часть данных, подлежащих	Способ хранения	Комментарии

используйте номера с целью облегчения использования перекрестных ссылок)		подсчитанный (п), оцененный (о)	регистрационных записей	мониторингу	(электронный/на бумажном носителе)

Not applicable.

Б.1.3.2. Описание формул, используемых для оценки утечек (для каждого газа, источника и т.п.; в единицах CO₂ эквивалента):

Not applicable

Б.1.4. Описание формул, используемых для оценки сокращения выбросов, предусмотренных в проекте (для каждого газа, источника и т.п.; выбросы/сокращения выбросов в единицах CO₂ эквивалента):

Формула Д.1.4.1
$$ER_y = BE_y - PE_y$$

где

ER_y сокращение выбросов парниковых газов, т CO₂/год

BE_y Выбросы парниковых газов в исходных условиях, т CO₂/год

PE_y Выбросы парниковых газов в проекте, т CO₂/год

Б.1.5. Информация о сборе и учете данных о воздействии проекта на окружающую среду в соответствии с процедурами по требованию принимающей стороны (там, где применимо):

Основными задачами мониторинга источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух являются:

- оценка качественного и количественного состава выбросов непосредственно на источнике;
- оценка воздействия на атмосферный воздух, связанная непосредственно с источником антропогенного воздействия (в контрольных точках на границе санитарно-защитной зоны, в жилой застройке).

Для организации мониторинга на предприятии имеются материалы:

- Данные инвентаризации источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, проведенной в 2006 г. и включающие таблицу «Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу» в соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 «Охрана природы.

Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями», М.: Изд-во стандартов, 1991.

- Карточки корректировки источников выбросов загрязняющих веществ. Предприятие является абонентом системы динамического анализа загрязнения атмосферного воздуха и нормирования выбросов загрязняющих веществ «ЛАДА». Ежегодно ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» предоставляет сведения об изменениях параметров источников выбросов загрязняющих веществ по форме карточек корректировок. Карточки корректировки передается на рассмотрение и согласование в ЦЛАТИ по Пермской области. Согласованная карточка корректировки предоставляется администратору системы динамического анализа загрязнения атмосферного воздуха и нормирования выбросов загрязняющих веществ «ЛАДА» для учета изменений при проведении сводных расчетов рассеивания и подготовки предложений по нормативам выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух для предприятия.
- Результаты измерения параметров газопылевых потоков, отходящих от стационарных источников загрязнения: давление (разряжение), температура газопылевых потоков в соответствии с ГОСТ 17.2.4.07-90 «Охрана природы. Атмосфера. Методы определения давления и температуры газопылевых потоков, отходящих от стационарных источников загрязнения»; скорость газопылевых потоков в соответствии с ГОСТ 17.2.4.06-90 «Охрана природы. Атмосфера. Методы определения скорости и расхода газопылевых потоков, отходящих от стационарных источников загрязнения».
- Разрешение на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух №1 от 01.01.2006 г. По разрешению на выброс превышений нормативов ПДВ в настоящее время нет.
- План мероприятий на период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ) на 2006 г., согласован Центром лабораторного анализа и технических измерений по Пермской области.

Предприятие входит в систему оповещения о режимах НМУ на основании договора с Пермским Центром гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды.

- Санитарно-защитная зона (СЗЗ) для ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» разработана в составе общей СЗЗ промузла «Осенцы».
- Проект разработан Государственным учреждением «Научно-производственный центр экологической безопасности Минздрава России», г. Пермь.

Б.2. Процедуры контроля качества и гарантии качества, принятые для мониторинга данных:

Данные (укажите таблицу и идентификационный номер)	Степень неопределенности данных (высокая/средняя/низкая)	Объясните планируемые процедуры контроля качества/гарантии качества для этих данных, или почему в их проведении нет необходимости				
		прибор	Модель номер	Межповерочный интервал	Класс точности	Дата калибровки
М-3	низкая	Хроматограф	TRACE GC-2000	1	0,5	28.12.07, 11.12.08, 16.12.09, 10.12.10
М-5	низкая					

М-4	низкая	калориметр	В-08	1	0,5	03.08.07, 26.08.08, 26.08.09, 20.08.10
М-10	низкая	плотномер DE-40	№МРД23920	1	0,5	28.12.07, 11.12.08, 16.12.09, 09.12.10
	№МРД17626		1	0,5	07.12.07, 20.11.08, 11.11.09, 10.11.10	
	№МРК69162		1	0,5	13.10.09, 13.10.10	
М-13	низкая	Нефтяной ареометр	АН (2 шт)	4	0,5	18.01.08, 07.07.08
М-14		газоанализатор	АНТ-2 (3 шт)	4	0,5	18.01.08, 18.01.08, 25.03.08
М-8	низкая	Измерительный комплекс См. Приложение 1	DAG-16	1	0,5	09.11.07, 28.11.08, 13.11.09, 10.12.10
М-9	низкая		DAG-500			
М-15	низкая					
М-16	низкая					
М-1	низкая	Измерительный комплекс См. Приложение 3		4	0,5	См. Приложение 3

Таблица Б.2.1. Даты калибровок приборов для температуры, нагреваемого потока, топлива и расхода продукта

Установка	Печь	М-16		М-9	М-15	М-8		М-8
		ФС, г/г	(газовое топливо)			Gi, j	(расход продукта в печь)	
АВТ-4	П-1	установлен 15.08.07		15.04.05, 15.04.09	установлен 22.01.08	установлен 24.10.07		
	П-2	установлен 17.08.07		15.04.05, 15.04.09	установлен 18.01.08	установлен 24.10.07		
	П-403	13.04.05, 25.04.09		15.04.05, 15.04.09	15.04.05, 15.04.09	установлен 22.11.08		
	П-1			22.06.07, 01.02.08	21.06.07, 01.02.08	установлен 05.05.07		
АВТ-5	П-2			22.06.07, 01.02.08	07.06.07, 01.02.08	установлен 15.05.07		
	П-3/К-9	10.08.05, 24.06.07		установлен 01.02.08	установлен 01.02.08	установлен 22.08.07		
	П-3/К-4			установлен 01.02.08	установлен 01.02.08	установлен 21.08.07		
	П-3/К-10			установлен 01.02.08	установлен 01.02.08	установлен 17.08.07		
35-20	П-1	13.10.05, 03.12.09		08.08.03, 21.10.05, 07.12.09	установлен 11.08.03, 27.10.05, 30.11.09	установлен 10.10.05, 07.12.09		
24-6	П-1			установлен 10.04.09	установлен 10.04.09	установлен 16.01.09		установлен 20.01.09
	П-2	13.01.04, 16.01.06, 15.01.08,		установлен 09.04.09	установлен 09.04.09	установлен 07.02.09		установлен 07.02.09
	П-3	19.01.09		установлен 09.04.09	установлен 09.04.09	установлен 24.01.09		
	П-4			установлен 08.04.09	установлен 08.04.09	установлен 01.02.09		
24-7	П-1			06.06.07, 12.04.10	24.05.07, 12.04.10	установлен 02.02.07		установлен 03.02.07
	П-2			09.07.07, 12.04.10	установлен 22.06.07	установлен 13.06.07		установлен 03.02.07
	П-3	установлен 11.03.07		установлен 25.05.07	установлен 05.06.07	установлен 11.03.07		
	П-4			установлен 25.05.07	установлен 04.06.07	установлен 11.03.07		
24-9	П-1	05.09.03, 23.03.04, 28.03.05.,		установлен 06.03.08	установлен 06.03.08	установлен 21.01.08		установлен 24.01.08
	П-2	31.03.06, 19.03.07, 21.01.08		установлен 11.03.08	установлен 06.03.08	установлен 17.01.08		
36-30	П-2p	12.08.05, 11.06.09		19.05.05, 17.06.09	19.05.05, 17.06.09	16.09.05, 26.06.09		
	П-1			22.02.07, 28.04.09	05.04.05, 28.04.09	02.04.07, 18.04.11		
37-40	П-1a			14.04.05, 28.04.09	18.08.08, 06.04.10	10.04.07, 21.05.11		
	П-2	14.11.03, 07.11.07, 18.06.08		14.09.06, 11.04.10	11.04.06, 17.06.08	05.02.04, 05.02.08		
	П-3			04.04.06, 15.05.08	04.04.06, 15.05.08	03.02.04, 21.02.08		
	П-4			14.09.06, 11.04.10	16.06.08, 12.04.10	10.02.04, 15.02.08		
37-10	П-2	25.12.09, 12.04.11		установлен 07.10.09	установлен 11.5.10.09	установлен 21.07.09		

РАЗДЕЛ В. Процедуры по обеспечению и контролю качества

В.1 Подтвержденные процедуры и схема управления проектом

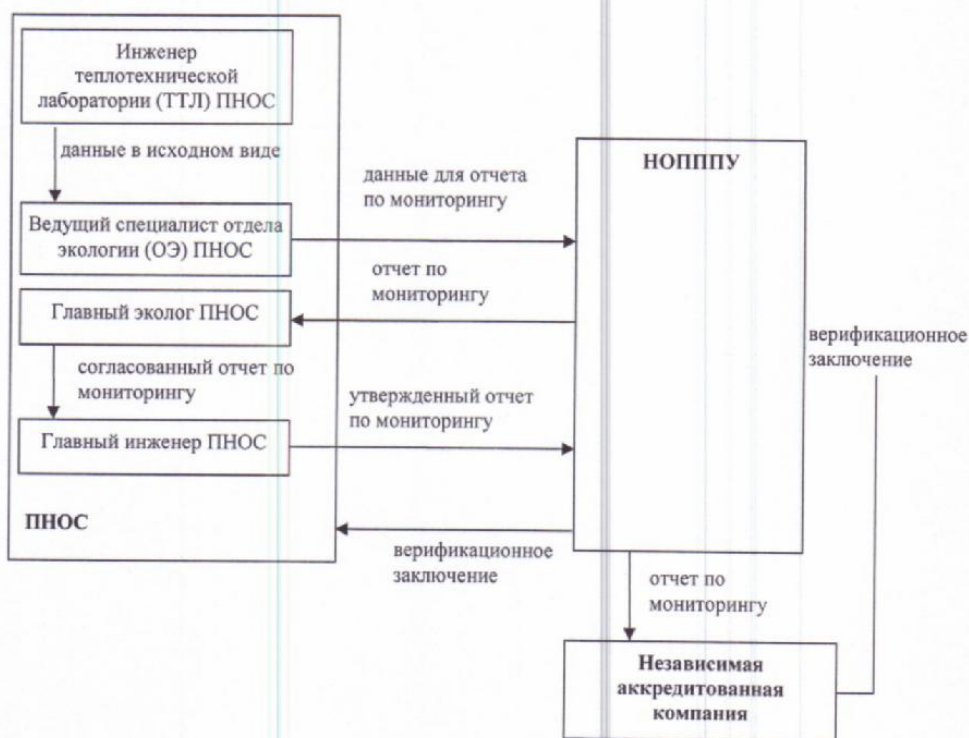
Процесс сбора, передачи и хранения данных, также как и расчет выбросов парниковых газов, внедрен в существующую отчетную систему ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» как аффилированной компании ОАО «ЛУКОЙЛ» в соответствии со «Стандартом ОАО «ЛУКОЙЛ» по Системе управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды: Порядок подготовки и реализации в Группе «ЛУКОЙЛ» проектов снижения выбросов парниковых газов».

Ведущий специалист отдела экологии собирает необходимые данные и рассчитывает усредненный расход топлива и КПД каждой печи. Данные для мониторинга ведущий специалист отдела экологии передает консалтинговой компании (ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода» - ЗАО НОПППУ).

ЗАО НОПППУ готовит отчет по мониторингу за отчетный период и передает главному экологу на согласование. Отчет по мониторингу, согласованный главным экологом, направляется главному инженеру на утверждение.

После утверждения отчет по мониторингу через ЗАО НОПППУ передается независимой аккредитованной компании. Независимая аккредитованная компания в результате анализа отчета по мониторингу выпускает Заключение о верификации

Рисунок В.1. Схема организации мониторинга на ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»



Роль и ответственность

Сбор информации и обработка информации за отчетный период - ведущий специалист Отдела экологии ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез».

Собирает данные о расчетном расходе топлива каждой печью, КПД печей, составе и калорийности топлив. Рассчитывает среднегодовые значения расхода топлив, КПД печей, состава и калорийности топлив. Передает информацию в ЗАО «НОПППУ».

Подготовка отчета по мониторингу - ведущий специалист Департамента развития проектов ЗАО «НОПППУ».

ЗАО «НОПППУ» - консалтинговая компания, привлеченная для разработки ПДД и сопровождения верификации отчетов мониторинга на период реализации Проекта.

Согласование отчета по мониторингу - Главный эколог ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез».

Утверждение отчета по мониторингу - Первый заместитель Генерального директора - главный инженер ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез».

Хранение данных мониторинга

Специалисты отдела экологии обеспечивают хранение и защиту данных расчетных таблиц и отчетных форм. Расчетные таблицы хранятся в электронном виде. Отчетные формы в электронном виде и распечатываются в установленном формате. Электронная информация хранится на следующих носителях:

- Жесткий диск компьютера. Для предотвращения несанкционированного использования программы доступ в компьютер защищен паролем.
- Компакт-диск. Данные копируются на компакт-диск.

Вовлечение третьих сторон

Для подготовки отчета по мониторингу выбросов парниковых газов привлечены специалисты ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода», которые создали расчетную модель мониторинга, обработали полученную информацию и оформили отчет.

Внутренний аудит и меры контроля

Обеспечение правильности ввода данных и получения результатов обеспечивается процедурой внутреннего аудита. Внутренний аудит предусматривает процедуру ежегодных выборочных проверок расчетных данных. Проводится проверка ввода данных по трем произвольным параметрам, для чего выполняются следующие действия:

- Сравниваются данные, введенные в расчетную модель и источники предоставления этих данных (техниче

- ские отчеты);
- Проводится анализ соответствия полученных сокращений в отчетном периоде с теми, которые были рассчитаны в проектной документации;
- Готовятся предложения по корректировке и улучшению методики расчета;

По окончании проверки составляется акт (в произвольной форме), в котором делается соответствующая запись. В случае обнаружения несоответствия в акте фиксируется, в чем оно выражается, и какие корректирующие действия были приняты. Акт подписывается Главным экологом ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез».

Раздел Г. Расчет сокращений выбросов парниковых газов за период мониторинга

Г.1 Расчет выбросов ПГ от проектной деятельности

АВТ-4	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-1	Выбросы от жидкого топлива	PE _{if}	т CO2/год	910	621	1 422
	Выбросы от газового топлива	PE _{igf}	т CO2/год	21 370	34 219	33 584
	Итого	PE _i	т CO2/год	22 280	34 841	35 005
АВТ-4	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-2	Выбросы от жидкого топлива	PE _{if}	т CO2/год	0	0	0
	Выбросы от газового топлива	PE _{igf}	т CO2/год	82 139	120 845	111 623
	Итого	PE _i	т CO2/год	82 139	120 845	111 623
АВТ-4	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-403	Выбросы от жидкого топлива	PE _{if}	т CO2/год	0	0	0
	Выбросы от газового топлива	PE _{igf}	т CO2/год	44 015	37 123	41 652
	Итого	PE _i	т CO2/год	44 015	37 123	41 652
АВТ-5	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-3/К-9	Выбросы от жидкого топлива	PE _{if}	т CO2/год	0	0	0
	Выбросы от газового топлива	PE _{igf}	т CO2/год	3 271	9 482	11 576
	Итого	PE _i	т CO2/год	3 271	9 482	11 576
АВТ-5	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-3/К-4	Выбросы от жидкого топлива	PE _{if}	т CO2/год	0	0	0
	Выбросы от газового топлива	PE _{igf}	т CO2/год	3 663	11 174	13 278
	Итого	PE _i	т CO2/год	3 663	11 174	13 278
АВТ-5	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-3/К-10	Выбросы от жидкого топлива	PE _{if}	т CO2/год	0	0	0
	Выбросы от газового топлива	PE _{igf}	т CO2/год	2 652	7 893	9 330
	Итого	PE _i	т CO2/год	2 652	7 893	9 330
35-20	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-101	Выбросы от жидкого топлива	PE _{if}	т CO2/год	0	0	0
	Выбросы от газового топлива	PE _{igf}	т CO2/год	15 501	14 805	11 991
	Итого	PE _i	т CO2/год	15 501	14 805	11 991
24-6	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-1	Выбросы от жидкого топлива	PE _{if}	т CO2/год	0	0	0
	Выбросы от газового топлива	PE _{igf}	т CO2/год	0	7 121	19 397
	Итого	PE _i	т CO2/год	0	7 121	19 397
24-7	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-2	Выбросы от жидкого топлива	PE _{if}	т CO2/год	0	0	0
	Выбросы от газового топлива	PE _{igf}	т CO2/год	5 264	5 980	5 968
	Итого	PE _i	т CO2/год	5 264	5 980	5 968

24-9	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-1	Выбросы от жидкого топлива	$PE_{i lf}$	т CO2/год	0,00	0,00	0,00
	Выбросы от газового топлива	$PE_{i gf}$	т CO2/год	17 930	27 981	21 737
	Итого	PE_i	т CO2/год	17 930	27 981	21 737
24-9	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-2	Выбросы от жидкого топлива	$PE_{i lf}$	т CO2/год	0	0	0
	Выбросы от газового топлива	$PE_{i gf}$	т CO2/год	10 793	13 047	14 490
	Итого	PE_i	т CO2/год	10 793	13 047	14 490
36-30	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-2R	Выбросы от жидкого топлива	$PE_{i lf}$	т CO2/год	-	-	-
	Выбросы от газового топлива	$PE_{i gf}$	т CO2/год	42 739	35 755	40 988
	Итого	PE_i	т CO2/год	42 739	35 755	40 988
37-10	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-2/3	Выбросы от жидкого топлива	$PE_{i lf}$	т CO2/год	0	0	0
	Выбросы от газового топлива	$PE_{i gf}$	т CO2/год	0	0	7 535
	Итого	PE_i	т CO2/год	0	0	7 535
37-40	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-3	Выбросы от жидкого топлива	$PE_{i lf}$	т CO2/год	0	0	0
	Выбросы от газового топлива	$PE_{i gf}$	т CO2/год	1 340	2 668	3 058
	Итого	PE_i	т CO2/год	1 340	2 668	3 058

Г.2 Расчет выбросов ПГ в исходных условиях

АВТ-4	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-1	Выбросы от жидкого топлива	$BE_{i lf}$	т CO2/год	10 244	15 864	16 828
	Выбросы от газового топлива	$BE_{i gf}$	т CO2/год	23 923	37 833	38 766
	Итого	BE_i	т CO2/год	34 166	53 697	55 594
АВТ-4	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-2	Выбросы от жидкого топлива	$BE_{i lf}$	т CO2/год	38 956	55 665	55 021
	Выбросы от газового топлива	$BE_{i gf}$	т CO2/год	91 026	133 508	126 093
	Итого	BE_i	т CO2/год	129 982	189 174	181 115
АВТ-4	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-3	Выбросы от жидкого топлива	$BE_{i lf}$	т CO2/год	16 627	14 982	17 412
	Выбросы от газового топлива	$BE_{i gf}$	т CO2/год	71 751	61 683	70 983
	Итого	BE_i	т CO2/год	88 378	76 665	88 395
АВТ-5	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-3/К-9	Выбросы от жидкого топлива	$BE_{i lf}$	т CO2/год	1 135	3 443	4 406
	Выбросы от газового топлива	$BE_{i gf}$	т CO2/год	4 158	12 075	14 846
	Итого	BE_i	т CO2/год	5 293	15 519	19 252
АВТ-5	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010

П-3/К-4	Выбросы от жидкого топлива	BE _{i lf}	т CO ₂ /год	1 301	4 194	5 174
	Выбросы от газового топлива	BE _{i gf}	т CO ₂ /год	4 762	14 678	17 458
	Итого	BE _i	т CO ₂ /год	6 063	18 872	22 632
АВТ-5	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-3/К-10	Выбросы от жидкого топлива	BE _{i lf}	т CO ₂ /год	927	2 888	3 543
	Выбросы от газового топлива	BE _{i gf}	т CO ₂ /год	3 400	10 125	11 922
	Итого	BE _i	т CO ₂ /год	4 327	13 012	15 465
35-20	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-101	Выбросы от жидкого топлива	BE _{i lf}	т CO ₂ /год	11 828	11 509	9 370
	Выбросы от газового топлива	BE _{i gf}	т CO ₂ /год	12 937	12 287	10 055
	Итого	BE _i	т CO ₂ /год	24 765	23 796	19 425
24-6	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-1	Выбросы от жидкого топлива	BE _{i lf}	т CO ₂ /год	0	0	0
	Выбросы от газового топлива	BE _{i gf}	т CO ₂ /год	0	11 330	32 707
	Итого	BE _i	т CO ₂ /год	0	11 330	32 707
24-7	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-2	Выбросы от жидкого топлива	BE _{i lf}	т CO ₂ /год	5 751	6 183	6 084
	Выбросы от газового топлива	BE _{i gf}	т CO ₂ /год	6 281	6 829	6 687
	Итого	BE _i	т CO ₂ /год	12 032	13 012	12 770
24-9	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-1	Выбросы от жидкого топлива	BE _{i lf}	т CO ₂ /год	0	0	0
	Выбросы от газового топлива	BE _{i gf}	т CO ₂ /год	18 078	28 348	22 046
	Итого	BE _i	т CO ₂ /год	18 078	28 348	22 046
24-9	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-2	Выбросы от жидкого топлива	BE _{i lf}	т CO ₂ /год	0	0	0
	Выбросы от газового топлива	BE _{i gf}	т CO ₂ /год	11 166	13 545	14 945
	Итого	BE _i	т CO ₂ /год	11 166	13 545	14 945
36-30	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-2R	Выбросы от жидкого топлива	BE _{i lf}	т CO ₂ /год	31 602	27 514	31 707
	Выбросы от газового топлива	BE _{i gf}	т CO ₂ /год	30 823	26 535	30 639
	Итого	BE _i	т CO ₂ /год	62 425	54 050	62 346
37-10	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-2/3	Выбросы от жидкого топлива	BE _{i lf}	т CO ₂ /год	0	0	6 880
	Выбросы от газового топлива	BE _{i gf}	т CO ₂ /год	0	0	6 470
	Итого	BE _i	т CO ₂ /год	0	0	13 350
37-40	Параметр	Обозначение	Ед изм	2008	2009	2010
П-3	Выбросы от жидкого топлива	BE _{i lf}	т CO ₂ /год	1 998	4 210	4 811
	Выбросы от газового топлива	BE _{i gf}	т CO ₂ /год	589	1 170	1 326
	Итого	BE _i	т CO ₂ /год	2 588	5 380	6 138

Г.3 Формулы расчета ЕСВ

Сокращения по проекту рассчитываются следующим образом:

$$ER = BE - PE$$

где:

- ER – сокращение выбросов по проекту в год, тонн CO₂/год;
- BE – выбросы по базовому сценарию в год, тонн CO₂/год;
- PE – выбросы по проектному сценарию в год, тонн CO₂/год;

Г.4 Расчет ЕСВ

	2008	2009	2010
Проектный сценарий	251 586	328 714	347 628
Исходные условия	399 263	516 400	566 181
Сокращения выбросов	147 677	187 686	218 553

Раздел Д. Отклонения и изменения в плане мониторинга

План мониторинга (далее - МП), представленный задетерминированном ПДД, был пересмотрен. Изменения продиктованы отклонениями от исходного МП. Пересмотренный МП повышает применимость собранной информации в сравнении с исходным МП и не нарушает соответствие правилам согласно параграфу 40 Руководства по критериям установки исходных условий и мониторинга, Версия 02. Изменения в пересмотренном МП не противоречат правилам и руководствам и не влияют на:

- месторасположение;
- источник выбросов;
- исходные условия.

Пересмотренный МП задетерминирован Bureau Veritas Certification¹⁵.

Таблица Д.1. Список отличий

	Исходный План Мониторинга	Пересмотренный План Мониторинга
1.	Выбросы в проекте и исходных условиях рассчитываются на основании годовых значений потребления топлива каждой печью и среднегодового значения коэффициента выбросов парниковых газов	Выбросы в проекте и исходных условиях рассчитываются на основании распределенных значений потребления топлива каждой печью за месяц и минимального ежемесячного значения коэффициента выбросов парниковых газов. Годовые выбросы – сумма месячных значений
2.	Потребление топлива i-печью j-установки измеряется отдельно для каждой печи	<p>Потребление топлива i-печью j-установки определяется по общему потреблению топлива установкой и расчетного потребления топлива i-печью j-установки в m-месяце, кг/ч.</p> $FC_{gf, i, j, PJ, m} = FC_{gf, j} * b_{i, j}^{mj} / \sum b_i^{m, j}$ <p>где $FC_{gf, i, j, PJ, m}$ - потребление газового топлива i-печью j-установки в m-месяце, т $FC_{gf, j}$ - потребление газового топлива j-установки в m-месяце, т $b_{gf, i}^{mj}$ - расчетное потребление газового топлива i-печью j-установки в m-месяце, кг/ч $\sum b_i^{m, j}$ – сумма расчетных потреблений газового топлива i-той j-установкой в m-месяце, кг/ч</p> <p>Детальное объяснение и пример – в приложении 2.</p>
3.	Параметры продукта и печи не были включены в исходный МП	<p>В пересмотренный МП для определения расчетного потребления топлива i-печью j-установки в m-месяце добавлены:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Расход продукта в печь; - доля паров отгона;

¹⁵ Отчет № RUSSIA-ver/0130/2011 rev.06

		<ul style="list-style-type: none"> - температура продуктов на входе и выходе в жидкой фазе; - температура продуктов на выходе в паровой фазе; - плотность продукта; - α; - температура отходящих газов; - удельные потери тепла в атмосферу с поверхности печи
4.	<p>Параметры не были идентифицированы:</p> <p>а) Данные и параметры, которые не измеряются в кредитном периоде, определяются один раз (фиксируются на весь кредитный период) и доступны на стадии детерминации;</p> <p>б) Данные и параметры, которые не измеряются в кредитном периоде, определяются один раз (фиксируются на весь кредитный период) и недоступны на стадии детерминации; и</p> <p>с) Данные и параметры, которые измеряются в кредитном периоде.</p>	<p>Точки мониторинга идентифицированы по группам:</p> <p>а) Данные и параметры, которые не измеряются в кредитном периоде, определяются один раз (фиксируются на весь кредитный период) и доступны на стадии детерминации:</p> <ul style="list-style-type: none"> - удельные потери тепла в атмосферу с поверхности печи, $L_{furnace}$ <p>с) Данные и параметры, которые измеряются в кредитном периоде:</p> <ul style="list-style-type: none"> - потребление газового топлива j-установкой, FC_j, gf - состав газового топлива, $\omega_{carbon} gf$ - ТНЗ жидкого топлива, NCV_{lf} - ТНЗ газового топлива, NCV_{gf} - потребление жидкого топлива i-печью j-установки, $FC_{i,j}, lf$ - потребление газового топлива i-печью j-установки, $FC_{i,j}, gf$ - время работы i-печи j-установки, $t_{i,j}$ - КПД i-печи j-установки в проекте, $\eta_{i,j}, PJ$ - Расход продукта в i-печь j-установки, $G_{i,j}$ - Температура продукта на входе в i-печь j-установки, $T_{input, i,j}$ - Температура продукта на выходе из i-печи j-установки, $T_{output, i,j}$ - температура отходящих газов для i-печи j-установки, $T_{fume, i,j}$ - плотность потока в i-печи j-установки, $\rho_{i,j}$ - доля паров отгона в i-печи j-установки, $e_{dist. fr., i,j}$ - плотность паров отгона в i-печи j-установки, $\rho_{dist. fr., i,j}$ - коэффициент избытка воздуха в i-печи j-установки, $\alpha_{i,j}$ - удельные потери с отходящими газами, L_{fume}

5. КПД для каждой печи:			КПД для каждой печи:		
Установка	Печь	КПД	Установка	Печь	КПД
35-20	П-101	69.0	35-20	П-101	67.7
24-7	П-2	50	24-7	П-2	50.8
АВТ-4	П-403	60	АВТ-4	П-403	62.4
36-30	П-2Р	62.4	36-30	П-2R	70.2
24-9	П-1	61.36	24-9	П-1	82.5
24-9	П-2	85.6	24-9	П-2	83.7
АВТ-4	П-1	61.65	АВТ-4	П-1	63.□
АВТ-4	П-2	72.22	АВТ-4	П-2	63.7
□АВТ-5	П-3	-	АВТ-5	П-3	-
АВТ-5	П-4	73.47	АВТ-5	П-4	57.6
АВТ-5	П-5	75.49	АВТ-5	П-5	59.4
37□40	П-3	62.3	37-40	П-3	59.7
24-6	П-1	57.8	24-6	П-1	□6.5
37-10	П-2/3	64.8	□7-10	П-2/3	63.0
24-7	П-3	50	24-7	П-3	50.4
АВТ-5	П-1	61.4	АВТ-5	П-1	59.9
24-6	П-2	54	24-6	П-2	52.5
37-10	П-1	61.7	37-10	П-1	56.6

6. Доля жидкого топлива в каждой печи в исходных условиях:			Доля жидкого топлива в каждой печи в исходных условиях:		
Установка	Печь	Доля жидкого топлива	Установка	Печь	Доля жидкого топлива
35-20	П-101	0	35□20	П-101	0.34
АВТ-4	П-403	0	АВТ-4	П-403	0.14
36-30	П-2Р	0.25	36-30	П-2R	0.37
24-9	П-1	0	24-9	П-1	0
24-9	П-2	0	24-9	П-2	0
АВТ-4	П-1	0.25	АВТ-4	П-1	0.19
АВТ-4	П-2	0.25	АВТ-4	П-2	0.19
□АВТ-5	П-3	-	АВТ-5	П-3	-
АВТ-5	П-4	0	АВТ-5	П-4	0.14
АВТ-5	П-5	0	АВТ-5	П-5	0.14
37-40	П-3	0.70	37-40	П-3	0.67
24-6	П-1	0.30	24-6	П-1	0.29
37-10	П-2/3	0.37	37-10	П-2/3	0.37

Приборы для температуры продукта, топлива и расхода продукта

Установка	Печь	М-9 (температура продукта на входе для i-печи j-установки) $T_{in, i, j}$	М-15 (температура продукта на выходе для i-печи j-установки) $T_{out, i, j}$	М-16 (потребление газового топлива j-установкой) $FC_{i, j}$	М-8 (расход продукта в i-печь j-установки) $G_{i, j}$	М-8 (расход водорода в установку гидроочистки 24-6,7,9) $G_{i, j}$
АВТ-4	П-1	TSP 1088/1 Pt100	TSP 9201.075-85 Pt100	8800DF040-MTA №129939	880DD040 №132683	
	П-2	TSP 1088/1 Pt100	TSP 9201.075-85 Pt100	8800DF040-MTA №130137	880DD040 №132677	
	Р-403	TSP 9201.075-85 Pt100	TSP 9201.075-85 Pt100	CMF100S/1700113A №7982621	880DF060S №149325	
АВТ-5	П-1	TSP 9201.075-85 Pt100	TSP 9201.075-85 Pt100	1151DP3 №1503448	8800DF040-MTA №126070	
	П-2	TSP 9201.075-85 Pt100	TSP 9201.075-85 Pt100		8800DF040-MTA №126073	
	П-3/К-9	TSP 9201.075-85 Pt100	TSP 9201.075-85 Pt100		8800DD030S №130145	
	П-3/К-4	TSP 9201.075-85 Pt100	TSP 9201.075-85 Pt100		8800DD030S №129976	
	П-3/К-10	TSP 9201.075-85 Pt100	TSP 9201.075-85 Pt100		8800DD030S №129972	
35-20	П-1	TXA 9312 (K)	TXK 9201 100P	EJA110A №27C917701	EJA110A №27C917700	
24-6	П-1	TXA 9312 (K)	TXA 9312 (K)	DY080-MV №S5J202368	DY100 -MV №S5J202374	DY100 №S5J202419
	П-2	TXA 9312 (K)	TXA 9312 (K)		DY100 -MV №S5J202375	DY100 №S5J202375
	П-3	TXA 9312 (K)	TXA 9312 (K)		DY080 №S5J202383	
	П-4	TXA 9312 (K)	TXA 9312 (K)		DY080 №S5J202380	
24-7	П-1	TSP 9201.075-85 Pt100	TSP 9201.076-05 Pt100	DY150 №S5G301084	DY100-MV №S5G203092	DY100-MV №S5G203093
	П-2	TSPT 101-Pt100	TXA 9312 (K)		DY100-MV №S5G301008	DY100-MV №S5G203094
	П-3	TSP 9201.075-53 Pt100	TSP 9201.075-53 Pt100		DY150-MV №S5G301014	
	П-4	TSP 9201.075-53 Pt100	TSP 9201.075-53 Pt100		DY150-MV №S5G301015	
24-9	П-1	TXA 9312 (K)	TXA 9312 (K)	8800DF060 №135692	8800 DF060S №135869	8800 DF060S №135870
	П-2	TXA 9312 (K)	TXA 9312 (K)		8800 DF080S №135869	
36-30	П-2p	TC1088/1 Pt100	TC1088/1 Pt100	DY080 №S5E802699	EJA110A №27E746189	
	П-1	TSP 9201 100P	TSP 9201 100P	8800DF060 №140992	1151 DP4 №1503089	
37-40	П-1a	TSP 9201 100P	TSP 9201 100P		1151 DP4 №1687105	
	П-2	TSP 9201 100P	TXA 9312 (K)		1151 DP4 №1687113	
	П-3	TSP 9201 Pt100	TSP 9201 Pt100		1151 DP5 №1687149	
	П-4	TSP 9201 Pt100	TXA 9312 (K)		1151 DP4 №1687115	
37-10	П-2/3	TSP 9201 100P	TSP 9201 100P	3051 CD2A №8189671	1151 DP4 №1503089	

Методика по расчету $b_i^{m,j}$

Расчетное потребление газа i -печью j -установки в m -месяце ($b_i^{m,j}$) определяется при внутреннем контроле технологического режима.

Расчетное потребление газа i -печью j -установки в m -месяце ($b_i^{m,j}$) рассчитывается по меньшей мере один раз в месяц (один раз в 31 день плюс-минус 5 дней) по «плавающему графику». Обычно внутренний контроль выполняется два раза в месяц. Точная дата зависит от:

- Изменение технологического режима (внутренний контроль необходим при смене режима независимо от даты последнего контроля)
- ремонт (внутренний контроль не выполняется)
- климатические условия (в некоторые месяцы внешняя температура намного ниже, чем это требуется для работы прибора, в этом случае месяц пропускается).

Детальное описание и пример в Приложении 2. Методика по расчету $b_i^{m,j}$

Руководство по критериям установления базовой линии и мониторинга содержит требования для обозначения переменных. Поэтому, если переменные отличаются, то они продублированы обозначением, принятым ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез».

1.1.2.1.1

$$b_i^{m,j} = Q_{\text{полез } i,j} / Q_{\text{н } i,j}^P * \eta_{i,j}$$

где

$b_i^{m,j}$	- расчетное потребление газа i -печью j -установки в m -месяце, кг/ч
$Q_{\text{полез } i,j}$	- usefull heat i -печи j -установки, ккал/ч
$Q_{\text{н } i,j}^P$ or NCV	- ТНЗ топлива, ккал/кг
$\eta_{i,j}$	- КПД i -печи j -установки, %

Расчетное потребление газа определяется по параметрам, измеряемым отдельно для каждой печи (продукт в печь, доля паров отгонки, энтальпия продукта на входе и выходе в жидкой фазе и на выходе в паровой фазе, плотность продукта, α , температура отходящих газов). В случае, если установка включает в себя «не кюотские» печи с двумя топливами, этот факт учтен в понятии «полезное тепло». Это возможно по мнемосхемам. Это значение доступно при внутреннем контроле, не может быть сохранено в PI-system¹⁶ из-за большого объема данных и ограниченного объема PI-system.

$b_i^{m,j}$ используется только как фактор распределения потребленного установкой газа между печами.

1.1.2.1.1.1

$$Q_{\text{usefull } i,j} = G_p * (e * J_{\text{output}}^P + (1 - e) * J_{\text{output}}^{\text{liquid}} - J_{\text{input}}^{\text{liquid}}), \text{ ккал/ч}$$

где:

G_p	or G_{ij}	- продукт в печь, кг/ч;
e	or $e_{\text{dist fr.},ij}$	- доля паров отгонки;

Энтальпия продукта на входе и выходе в жидкой фазе и на выходе в паровой фазе определяется по методике¹⁷;

¹⁶ PI-system – система контроля

¹⁷ Гусейнов Д., Спектор Ш., Вайнер Л.. Технологические расчеты нефтехимических процессов. «Химия», Москва, 1964, стр.20

J_{input}^{liquid} - энтальпия продукта на входе в печь, ккал/кг

$$J_{input}^{liquid} = \left(\frac{0,403 \cdot T_{input} + 0,000405 \cdot T_{input}^2}{\sqrt{0,9952 \cdot \rho_4^{20} + 0,00806}} \right)$$

J_{output}^{liquid} - энтальпия продукта на выходе в жидкой фазе, ккал/кг

$$J_{output}^{liquid} = \left(\frac{0,403 \cdot T_{output} + 0,000405 \cdot T_{output}^2}{\sqrt{0,9952 \cdot \rho_4^{20} + 0,00806}} \right)$$

ρ_4^{20} or $\rho_{i,j}$ - плотность продукта;

J_{output}^P - энтальпия продукта на выходе в паровой фазе, ккал/кг:

$$J_{output}^P = (50,2 + 0,109 \cdot T_{output} + 0,00014 \cdot T_{output}^2) \cdot (3,992 - 0,9952 \cdot \rho_4^{20}) - 73,8; \text{ ккал/кг}$$

1.1.2.1.1.2

$$\eta_{i,j} = 100 - (q_1 + q_2)$$

$\eta_{i,j}$ - КПД i-печи j-установки, %

q_1 or $L_{furnace}$ - потери тепла в атмосферу с поверхности печи, % (5% для новых печей);

q_2 or L_{fume} - потери тепла с дымовыми газами, %;

$$q_2 = \frac{Q_{удг}}{Q_n^P} * 100\%$$

где:

Q_n^P or NCV_{gf} - ТНЗ газа, ккал/кг;

$q_{удг}$ or L_{fume} - потери тепла с дымовыми газами, определяются по диаграмме (α, J, T_{fume})¹⁸

¹⁸ ТП.01.88. стр.35

Приборы для топлива (АВТ-4, печи П-1 и П-2)

Установка Печь	топливо	Прибор	№.	Дата калибровки	Межповерочный интервал	Поверяющая организация
АВТ-4 П-1	Газовое	Вихревой расходомер	129939	15.08.07	4	Заводская калибровка
АВТ-4 П-2	Газовое	вихревой расходомер	130137	17.08.07	4	Заводская калибровка
АВТ-4 в П-1	Жидкое	массовый расходомер	14051703/3767491	23.07.07	4	Заводская калибровка
АВТ-4 из П-1	Жидкое	массовый расходомер	14052668/3767475	07.08.07	4	Заводская калибровка
АВТ-4 в П-2	Жидкое	массовый расходомер	14051724/3767451	01.08.07	4	Заводская калибровка
АВТ-4 из П-2	Жидкое	массовый расходомер	14051706/3767273	23.07.07	4	Заводская калибровка

КПД печи до реконструкции

Установка	Печь	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Среднее за три года перед реконструкцией
35-20	П-101	65.3	70									67.7
24-7	П-2	54.8	48.7	48.9								50.8
АВТ-4	П-403	71.4	66.6	59.4	61.1							62.4
36-30	П-2Р	77.5	75.6	69.1	66							70.2
24-9	П-1			83.1	83.5	83.3	82.6	81.7				82.5
24-9	П-2			82.6	85.3	84.3	83.5	83.4				83.7
АВТ-4	П-1			64.1	67.7	65.6	65.5	60.2				63.8
АВТ-4	П-2			72.7	66	61.6	63.4	66.1				63.7
АВТ-5	П-3											
АВТ-5	П-4			45.8	52.9	52	53.3	67.6				57.6
АВТ-5	П-5			66.3	59.3	53.9	53.8	70.6				59.4
37-40	П-3			54.1	58.6	57.6	60.6	60.8				59.7
24-6	П-1				54	47.3	46	41.8	51.8			46.5
37-10	П-2/3						65	63.1	62.1	63.9		63.0
24-7	П-3								50.1	50.1	50.9	50.4
АВТ-5	П-1								55	62	62.7	59.9
24-6	П-2								50.3	58	49.2	52.5
37-10	П-1								61.8	57.7	50.4	56.6

КПД печи в исходных условиях определяется в теплотехнической лаборатории. Эта таблица включает в себя среднегодовые значения, вычисленные из месячных данных. Ежемесячные отчеты хранятся в теплотехнической лаборатории в течение пяти лет. Для расчета ЕСВ берется среднее за 3 года. Такой подход является консервативным в связи с тем, что это значение является самым крупным, чем ожидалось. Эффективность в исходных условиях определяется теплотехнической лабораторией на основе той же методологии, которая используется для оценки КПД печи в проекте. Оценка КПД каждой печи - часть внутреннего контроля технологического режима. Процедуры внутреннего контроля, одинаковы для исходных условий и проекта. Результаты внутреннего контроля оформляются в виде отчета теплотехнической лаборатории и хранятся в лаборатории 10 лет.

Доля жидкого и газового топлива для каждой печи до реконструкции

Установка	Печь	Доля, %
35-20	П-101	34.04
24-7	П-2	33.54
АВТ-4	П-403	14.12
36-30	П-2Р	36.52
24-9	П-1	0.00
24-9	П-2	0.00
АВТ-4	П-1	19.42
АВТ-4	П-2	19.42
АВТ-5	П-3	14.10
АВТ-5	П-4	14.10
АВТ-5	П-5	14.10
37-40	П-3	66.73
24-6	П-1	28.71
37-10	П-2/3	37.09
24-7	П-3	0.00
АВТ-5	П-1	21.03
24-6	П-2	15.71
37-10	П-1	34.87